

Расчеты, выполненные на компьютерной модели показали недостаточный перепад давлений между прямым и обратным трубопроводами на тепловыводе 1–Б, составляющий около 5 м вод. ст. при минимально допустимом (нормативном) 20 м вод. ст. Причинами могут быть: недостаточные диаметры трубопроводов и большой расход теплоносителя (рис. 3).

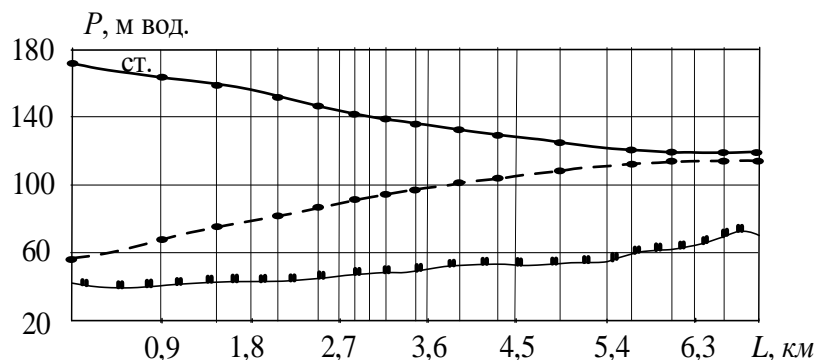


Рис. 3. Распределение давления на 1–Б выводе БТЭЦ

$L$  – длина трубопроводов;  $\square\square\square$  – отметка высоты на местности;  $\bullet$  – тепловые камеры, в которых задан расход теплоносителя потребителям теплоты;  
 ————— – прямой трубопровод; - - - - - – обратный трубопровод

#### Список использованных источников

1. Теплофикация и тепловые сети / Е. Я. Соколов. М. : Энергоиздат, 1982. 360 с.
2. Кудинов И. В., Колесников С. В., Еремин А. В., Бранфилова А. Н. Компьютерные модели сложных многокольцевых разветвленных трубопроводных систем // Теплоэнергетика. 2013. № 11. С. 64–69.
3. Система синтеза и анализа гидравлических сетей / А. Г. Коваленко, К. С. Туева. М. : Вычислительный центр АН СССР, 1989. 70 с.
4. Теория гидравлических цепей / А. П. Меренков, В. Я. Хасилев. М. : Наука, 1985. 278 с.

УДК 624.9

## ПОДЗЕМНАЯ ГАЗИФИКАЦИЯ УГЛЯ

## UNDERGROUND COAL GASIFICATION

Ефимовых И. С., Богатова Т. Ф.

Уральский федеральный университет, г. Екатеринбург,

i.s.efi@mail.ru

**Аннотация:** В работе изложены основные проблемы и преимущества подземной газификации угля. Рассмотрена технология подземной газификации угля.

**Abstract:** This work outlines the main problems and advantages of underground coal gasification. A technology for underground gasification of coal is considered.

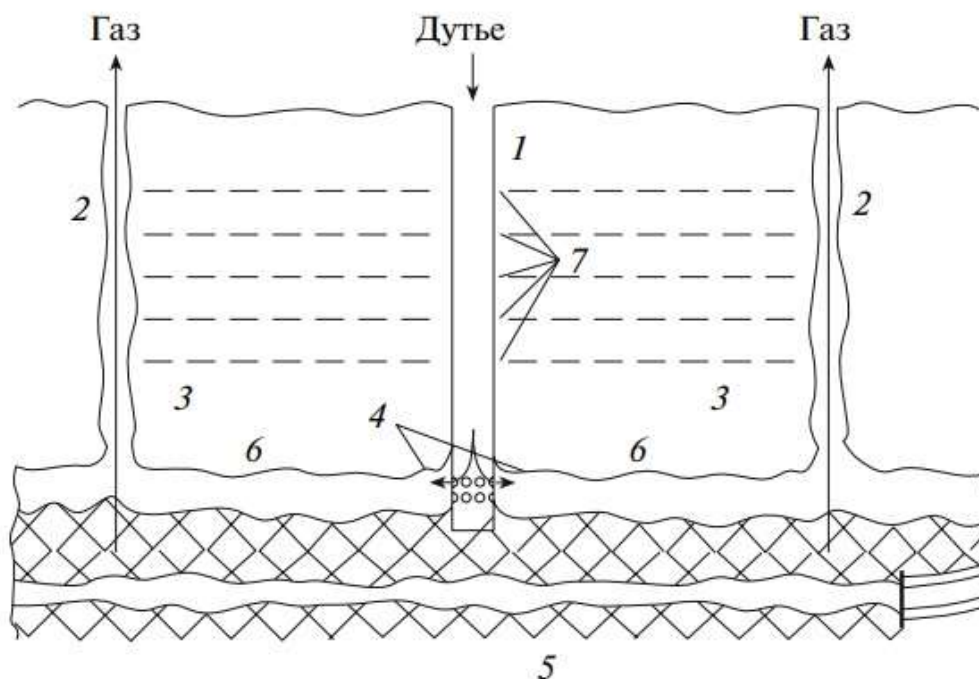
**Ключевые слова:** *подземная газификация, уголь, воздушное дутье, парокислородное дутье.*

**Key words:** *underground gasification, coal, air blast, oxygen-steam blast.*

Сегодня практически во всех крупных угледобывающих странах мира резко возрос интерес к подземной газификации угля. Для энергетики регионов, в которых имеются запасы угля (каменного или бурого), открываются новые возможности, а именно: строительство энергетических предприятий, работающих на «собственном» энергетическом сырье – газе подземной газификации угля.

При подземной газификации угля (ПГУ) почти не разрушается земная поверхность, а производимый газ является экологически приемлемым видом топлива, что является одним из преимуществ этого метода [1].

В рассматриваемой в [2] технологии подземной газификации угля предусмотрен перенос точки подвода дутья к реакционной зоне угольного пласта (снизу-вверх) по мере его выгазовывания. На фрагменте подземного газогенератора (рисунок), состоящего из одной дутьевой и двух газоотводящих скважин (в плоскости пласта), проиллюстрирован способ эксплуатации дутьевых скважин [2].



Фрагмент подземного газогенератора по новой технологии ПГУ

1 — дутьевая скважина, 2 — газотводящая скважина, 3 — угольный пласт, 4 — реакционная угольная поверхность, 5 — поперечный горизонтальный буровой канал, 6 — контур выгазовывания, 7 — зона перемещения реакционного канала

Для предприятия ПГУ, производящего горючий газ как котельное топливо существует два основных варианта производства [2]:

1) Производство низкалорийного газа с теплотой сгорания 4 МДж/м<sup>3</sup>, получаемого при использовании воздушного дутья.

2) Производство среднекалорийного газа с теплотой сгорания 10–13 МДж/м<sup>3</sup>, получаемого при использовании парокислородного дутья.

Расчетный состав таких газов характеризуется диапазонами, в которых изменяется содержание некоторых компонентов:

а) при использовании воздушного дутья:

CO<sub>2</sub> — 12,0–15,3 %; C<sub>m</sub>H<sub>n</sub> — 0,1–0,7 %; O<sub>2</sub> — 0,2 %; CO — 10,0–14,0 %; H<sub>2</sub> — 12,1–16,2 %; CH<sub>4</sub> — 2,0–4,0 %; N<sub>2</sub> — 55,0–60,0 %; H<sub>2</sub>S — 0,01–0,06 %.

б) при использовании парокислородного дутья:

CO — 35,0 %; H<sub>2</sub> — 50,0 %; CH<sub>4</sub> — 7,5 %; C<sub>m</sub>H<sub>n</sub> — 1,2 %; O<sub>2</sub> — 0,3 %; N<sub>2</sub> — 5,0 %.

При малых объемах производства газа ПГУ стоимость его транспортировки заметно дороже перевозок угля. Однако при увеличении количества вырабатываемого газа, либо с повышением его калорийности себестоимость транспортировки снижается. Следовательно, при увеличении объемов газопередачи, себестоимость транспорта газа ПГУ будет выгодней транспортировки угля по железнодорожным линиям. Предварительные расчеты показали, что экономическая целесообразность транспортирования газа подземной газификации сохранится для передачи газа с калорийностью  $4,19 \text{ МДж/м}^3$  ( $1000 \text{ ккал/м}^3$ ) на расстояние до 100 км, а с калорийностью  $8,38 \text{ МДж/м}^3$  ( $2000 \text{ ккал/м}^3$ ) — на расстояние до 200 км [3].

Проведенным сравнением использования газа ПГУ вместо угля установлено, что перевод тепловых электростанций и котельных с твердого топлива (уголь) на газ подземной газификации является экономически эффективным. Перевод с твердого топлива на газообразное дает экономию трудоемкости 20 % или для ТЭС – 0,26 человек на 100 кВт мощности, причем в котельных эти цифры в 2 раза выше, чем на ТЭС [3].

Можно заключить, что использование подземной газификации на ТЭС можно считать целесообразным, однако, на данный момент, ее использование является проблематичным из-за больших затрат на доставку газа до станции от места добычи.

#### Список использованных источников

1. Лазаренко С. Н., Кравцов П. В. Новый этап развития подземной газификации угля в России и в мире // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2007. № 1. С. 304–310.
2. Новые химические технологии [Электронный ресурс]. URL: [http://newchemistry.ru/letter.php?n\\_id=1875](http://newchemistry.ru/letter.php?n_id=1875) (дата обращения: 25.11.2017)
3. Крейнин Е. В., Маковеев Ф. В., Хуршудян К. Н. Техничко-экономические анализ вариантов предприятий подземной газификации угля // Уголь. 2010. № 1. С. 46–50.